油气田老管道外腐蚀综合检测及评价方法

陶文金[1]，杨圃[1]，李洪福[1]，闫茂成[2]，于长坤[2]，许进[2]，孙成[2]

1. 新疆油田油气储运分公司 克拉玛依 834002
2. 中国科学院金属研究所 国家金属腐蚀控制工程技术研究中心 沈阳 110016

摘要：利用交流电流衰减法(PCM)、直流电位梯度法(DCVG)和密间距管地电位测试法(CIPS)等技术对新疆油田三化（北三台–乌石化站）原油管道开展了外腐蚀综合检测和评价。检测评价内容包括：沿线土壤腐蚀性调查、防腐层完整性、阴极保护有效性、直/交流杂散电流干扰等间接检测及开挖直接检验。综合检测发现三化线防腐层老化、破损严重，沿线共发现破损点 592 处，约 39.2 km 的管段管地电位不满足阴极保护电位标准。基于系统检测和综合评价结果，提出了管道外防腐蚀层修复与阴极保护调整方案。

关键词：外腐蚀检测；管道；土壤腐蚀性；杂散电流；阴极保护

Comprehensive Approach of Inspection and Assessment of External Corrosion of Aged Pipelines in Oil/Gas Field

Abstract: It is important aspects to explore inspection technology and assessment method suitable for external corrosion of aged pipeline in oil/gas field. The project carry out the corrosion and comprehensive test and evaluation using alternating current attenuation method (PCM), DC potential gradient (DCVG) and close interval potential survey (CIPS) Sanhua crude oil pipeline in Xinjiang oilfield. The evaluation contents include: soil corrosion survey, coating integrity survey, effectiveness of cathodic protection (CP), DC/AC stray current interference and site excavation. Comprehensive inspection found that coatings are aged and serious damaged with 592 total damaged points; the potential of 39.2km pipeline does not meet CP potential standard. Based on results of the comprehensive evaluation, coating repairing and CP adjustment scheme were proposed.

Key words: External corrosion direct assessment; Pipeline; Soil corrosion; Stray current interference; Cathodic protection

1.前言

我国管道建设的快速发展，在役油气管道里程将迅速增加，同时我国许多现役埋地管线已进入老龄期，由于管道本身的老化、腐蚀以事故频繁发生，严重影响了管道的正常运行，油气输送管道失效事故一旦发生，不但给生产企业带来巨大经济损失，还会对社会和周围自然环境产生严重后果。管道防腐保护系统的定期检测与评价，及时准确地掌握油气输送管道的腐蚀状态，对确保油气管道的安全运行日显重要。

外腐蚀直接评价(ECDA)技术[1-7]是评价外腐蚀对管道完整性影响的一种方法，目前已经形成了技术标准[3, 6]。ECDA 按照规范化程序，通过外检测手段获取管道外腐蚀和防腐系统

*中国石油集团公司项目和国家科技基础条件平台－国家材料环境腐蚀平台 2005DKA10400 项目资助
收到初稿日期：200*—**—**，收到修改稿日期：200*—**—**
作者简介：陶文金，男，1972 年生，工程师
通讯作者：闫茂成，Email: yanmc@imr.ac.cn，研究方向材料土壤腐蚀与防护

的现状信息，结合开挖验证和相关资料的分析结果，对管道外防腐系统进行系统而全面的评价。通过 ECDA 可判断管道外防腐系统的薄弱环节、外腐蚀情况及相关影响因素。

探索适用于我国油气田老管线的外腐蚀检测技术和评价方法，形成检测-评价-修复体系，降低管道失效率，提升安全水平，建立一套适合我国油气田条件外腐蚀评价体系已成为油气生产运营系统安全管理的重要部分。为此，中国石油集团公司组织规划总院、大庆油田、长庆油田、新疆油田、西南油气田、华北油田、大港油田等单位开展了油气田管道腐蚀综合检测试点工程。然而，完整的ECDA技术要求管线历史数据完整，且流程复杂、花费巨大，这些决定了ECDA可能并不完全适合我国油气田大量的老管线。

本项目为新疆油田试点工程的一部分，选择了对新疆油田油气储运公司北三台−乌石化(三化)原油管道进行测量。三化管道多处穿越高压输电线路及农田、村庄的等人口稠密地段，同时三化管线是唯一一条准东油田输送至乌鲁木齐石油化工厂的原油管线，安全运营尤为重要，因此选择该管道作为试点。本项目借鉴了 ECDA 的检测技术和思路，外腐蚀检测评价主要内容包括：管道敷设环境调查、腐蚀环境评价、防腐层完整性、阴极保护有效性、管体腐蚀缺陷状况检测及开挖直接检验等。其中，腐蚀环境调查包括：土壤电阻率、管地电位、氧化还原电位、pH 值、土壤质地、土壤含水量、土壤含盐量、氯离子含量等土壤参数检测、土壤腐蚀性评价和直/交流杂散电流检测等。

2　沿线环境及外腐蚀检测方法

三化原油管道于 1993 年投产，已服役 23 a，起点昌吉州北三台站，终点乌鲁木齐石化站，全长 106.7km，全线采用 16Mn (T 52K)钢，石油沥青加强(四油三布)防腐层，外加电流阴极保护。该管道管径 426 mm×7 mm，设计年输量 240 万吨/年，运行温度 56℃，运行压力 6.2 MPa。沿线 0－80km，风积黄土地貌，主要土层为黄土状粘土，亚粘土，轻亚粘土，80－85 km 为低山地貌，85－100 km 为山前丘陵地带。该段管线埋深最浅 0.96 m，最深 3.0m。管线沿途共发现有 9 处测试桩（2，9，39，64，66，88，89，95 和 98km）已丢失。该段管线穿越村庄 3 处，农田 8 块（穿越距离约 11.5 公里），跨越大冲沟 3 处，穿越小型水沟 12 次，穿越公路 10 次，铁路 1 次，管线穿跨越管段有 10 处。沿线发现 5 处管道与其他建（构）筑物净距和占压情况。管线测试过程中未发现有管道泄漏情况发生，管线沿途护坡、管涵、堡坎等水工保护设施良好，未见损害。

检测方法包括交流电流衰减法(PCM)、直流电位梯度测试法(DCVG)、密间隔电位测试法(CIPS)等。PCM 是对管道施加一特定频率的激励电流信号，在地面上沿管道检测由激励电流产生交变电磁场的强度及变化规律。由管道上方地面的磁场强度换算出管中电流的变化，通过相应数学模型分析获得防腐蚀层绝缘电阻，确定防腐蚀层破损点位置和破损程度，判定防腐层状况级别。利用 ESTEC XP 软件分析获得防腐层绝缘电阻值，依据 GB/T19285-2014《埋地钢质管道腐蚀防护工程检验》[8]评定检测管道的防腐层状况级别。CIPS 测试是通过 GPS 同步电流中断器定时中断阴极保护电流，在地表以较小的等间距测量管线各点的通电电位（E_{On}）、瞬时断电电位 E_{Off} 及和位置信息，进而评价阴极保护有效性、判断防腐蚀层缺陷。本工作中 CIPS 检测所用仪器为英国 DCVG 公司生产的 CIPS 密间距电位检测系统，阴极保护电流循环通断周期为 12s 通、3s 断。DCVG 测试是在管道地表用两个参比电极测量电位差确定防腐蚀层缺陷点位置、电流方向、防腐蚀层缺陷面积大小、缺陷的形状及缺陷所处管体的位置[1-2]。

3. 管道腐蚀环境评价

3.1 土壤腐蚀性评价

对三化管线沿线土壤每10 km及末端管线每1 km进行了土壤腐蚀性测试，测试项目包括土壤电阻率、管地电位、pH值、氧化还原电位、含水量、含盐量，及Cl^-和SO_4^{2-}含量等。土壤腐蚀性评价等级见表1。三化线外土壤土质多为戈壁荒漠土及白碱土，还有少量的农田黄粘土。土壤电阻率都较低(2.64−15.04 Ωm)；管道自然腐蚀电位在-462−-642mV (CSE)之间，土壤的氧化还原电位较高，在301−367 mV (CSE)之间；土壤pH值在7.68−8.84之间，基本呈碱性；土壤含水率，在9.69%−16.75%之间；氯离子含量较高，在0.01%−0.45%之间；硫酸根离子含量在0.05%−0.31%之间；土壤中可溶性盐总量在0.31%−2.28%之间。根据管线沿线土壤的检测和化验结果，由GB/T19285-2014[8]中土壤腐蚀性分级标准，可综合判定沿线土壤腐蚀等级为强。

表 1 三化线各测试点土壤腐蚀性测试结果

测试桩（km）	电阻率 (Ωm)	自然腐蚀电位（mV, CSE）	氧化还原电位（mV）	pH	含水率 %	Cl^- %	SO_4^{2-} %	含盐量 %	腐蚀性等级[8]
0	3.77	-624	325	8.36	10.24	0.45	0.31	2.28	强
10	5.02	-618	322	8.78	14.16	0.36	0.29	1.73	强
20	7.54	-642	314	7.96	10.69	0.35	0.20	1.65	强
30	2.64	-635	316	8.24	14.72	0.22	0.09	0.93	强
40	8.04	-616	317	8.71	11.64	0.41	0.22	1.86	强
50	2.89	-637	315	8.84	13.65	0.32	0.20	1.55	强
60	5.65	-618	315	8.82	15.31	0.35	0.12	1.40	强
70	6.36	-625	324	8.67	11.79	0.32	0.11	1.26	强
80	7.37	-627	316	8.84	13.25	0.32	0.14	1.35	强
90	5.90	-631	326	8.38	13.25	0.26	0.15	1.22	强
100	8.92	-603	319	8.68	16.75	0.45	0.21	1.98	强

3.2 杂散电流检测

以北三台油库为起点，沿三化线每10 km测试桩进行了管地电位、交/直流杂散电流干扰检测。杂散电流干扰检测采用管地电位最大正向偏移、地表电位梯度等检测管道受杂散电流干扰的位置、干扰程度和距离等。依据GB/T19285-2014[8]判定杂散电流干扰程度。

管段沿线测试桩通电电位检测表明，管段通电电位稳定，受杂散电流干扰较弱。除80 km和100 km测试点处管地电位正向偏移值较大外，其他测试点的管地电位正向偏移值在7−89 mV之间。各测试点的地表电位梯度在1.12−4.56 mV/m之间，交流干扰电位在0.012−0.235 V之间，交流电流密度值在0.72−5.94 A/m^2之间。杂散电流测试结果表明，三化线100.3 km各测试点受直流杂散电流干扰影响程度为中等偏弱，受交流杂散电流干扰影响程度为弱。

表 2 各测试点直流杂散电流干扰测试结果

位置 (km)	管地电位 (V/CSE)	管地电位最大值(V)	最大正向偏移(mV)	电位梯度 (mV/m)	
				平行	垂直
0	-1.418	-1.398	20	3.25	2.71
10	-0.995	-0.988	7	2.31	1.86
20	-1.174	-1.137	37	3.67	1.12
30	-1.298	-1.288	10	4.25	2.27
40	-0.945	-0.920	25	2.78	1.41
50	-0.622	-0.533	89	3.90	1.15
60	-1.019	-0.964	55	3.95	3.18
70	-0.895	-0.857	38	1.65	2.31
80	-0.849	-0.747	102	1.54	3.33

90	-1.045	-1.004	41	1.67	2.47
100	-1.336	-1.868	503	4.56	3.78

表 3 各测试点交流杂散电流干扰测试结果及干扰等级

位置（km）	交流干扰电位（V）	交流电流密度（A/m^2）	交流干扰程度
0	0.012	0.72	弱
10	0.035	1.57	弱
20	0.051	1.53	弱
30	0.024	2.05	弱
40	0.032	0.90	弱
50	0.017	1.33	弱
60	0.075	2.99	弱
70	0.038	1.35	弱
80	0.125	3.82	弱
90	0.045	1.72	弱
100	0.235	5.94	弱

4. 防腐层破损点检测

利用PCM和DCVG组合方法进行管道外防腐层缺陷检测，检测结果表明，沿线部分防腐层老化严重，破损点较多。全线共检测出外防腐蚀层破损点592个，平均5.8处/km，这些破损点中PCM交流电流信号衰减率大于55 dB /km的15处，40−55 dB/km间123处，30−40 dB/km间334处，小于30dB/km的120处。就破损点分布而言，出站3km内及65−68km管段防腐层破损点较密集，分别有52个和42个，其余管段破损点平均5−7处/km。出站3km内防腐层破损严重可能是由于成品油出站油温过高所致。

表4列出了三化线0−1km间853.5m管道上PCM所测防腐层绝缘电阻值，该段总共有29处破损，平均绝缘电阻值为0.6 kΩ m^2，该段防腐层总体评价等级为4级。

表 4 三化线 0−1km 管道防腐层绝缘电阻统计表

X1(m)	X2(m)	管段长(m)	Y(mB/M)	Rg(kΩ m^2)	相关系数 Rxy	防腐层等级
0.0	27.7	27.7	103.402	≤0.1	-1.00	4
27.7	99.5	71.7	27.150	≤0.1	-0.97	4
99.5	150.8	51.3	54.242	≤0.1	-1.00	4
150.8	306.8	156.0	13.743	2.8	-0.82	3
306.8	400.6	93.8	50.879	≤0.1	-0.96	4
400.6	511.7	111.0	30.429	≤0.1	-0.93	4
511.7	542.9	31.2	52.449	≤0.1	-0.76	4
542.9	663.8	120.9	50.085	≤0.1	-1.00	4
663.8	753.8	90.1	33.460	≤0.1	-0.99	4
753.8	800.3	46.5	34.049	≤0.1	-1.00	4
800.3	853.5	53.1	113.276	≤0.1	-1.00	4

根据国标[8, 9]判定防腐层等级，所检测管段 103767.3m 防腐层中，等级为 1 的管段 0m，评估等级为 2 的管段 47719.52m，占总管段的 45.9%，评估等级为 3 的管段 38622.41m，占总管段 37.2%，评估等级为 4 的管段 17425.35m，占总管段的 16.7%。

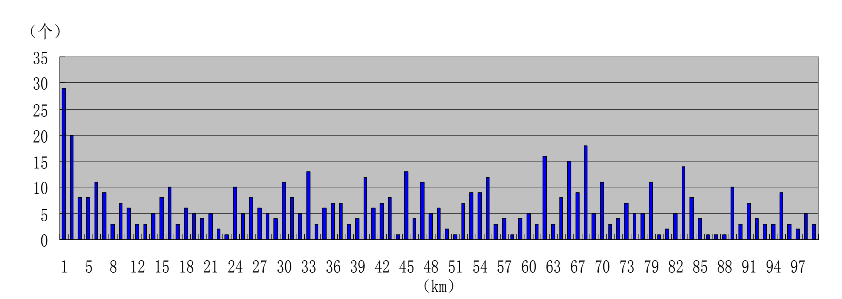


图 1 三化线北三台油库为起点的 100.3km 沿线防腐层破损点分布

表 5 三化线防腐层评价等级统计结果

dB	＜30	30≤dB＜40	40≤dB＜55	dB≥55
埋深＜2m	15	64	50	11
埋深≥2m	105	270	73	4

5. 阴极保护

选取65-68km及81-86km管段（共8 km）进行了CIPS检测。应用GPS同步断流器，测量消除IR降的瞬时断电电位E_{OFF}，这是管道的有效极化电位[10]。NACE推荐标准规定[3]，构建要获得有效阴极保护，消除IR降的瞬时断电电位应低于-850 mV(CSE)，或断电电位较自然腐蚀电位负向偏移100 mV。

三化管线沿线104个测试点通电电位示于图2。管线沿线阴极保护电位波动幅度较大，最低电位-0.498V，在管线45km处。远离阴极保护站管线，保护电位大幅衰减，说明该段涂层质量状况不佳。沿线36−59 km、67−83 km、101.8−103 km等总长度约39.2 km的管段管地电位不能达到阴极保护最低电位标准，处于欠保护状态。

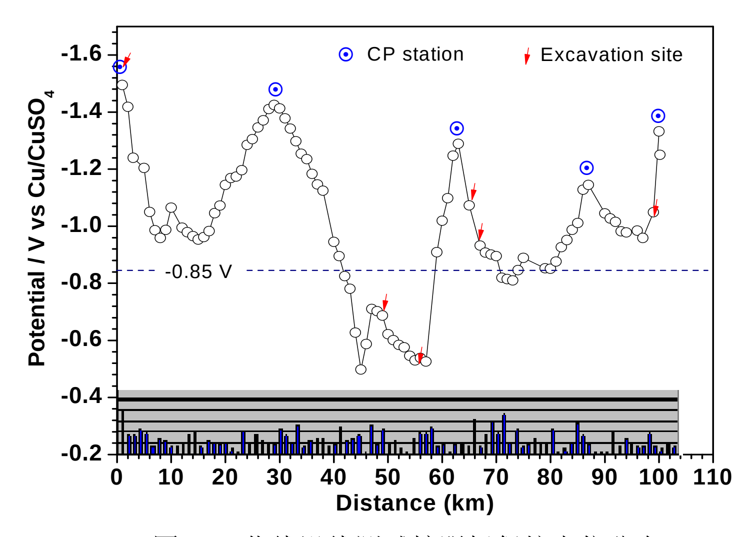


图 2 三化线沿线测试桩阴极保护电位分布

图 3 为 67−68km 管段 CIPS 管地电位分布图。可见，该段通电电位于-850−-950mV 间波动，绝大部分管段消除 IR 降后 E_{Off} 低于-850mV (CSE)，此段管道阴极保护率约为 2%。82−83km 管段 CIPS 测量距离为 1061.6m，CIPS 管地电位分布示于图 4。该管段通电电位于-840−-900mV (CSE)间波动，断电电位于-850mV (CSE)附近波动，达到阴极保护的管段与未达到保护的管段各占一半。此段管道整体的阴极保护率约为 50%。

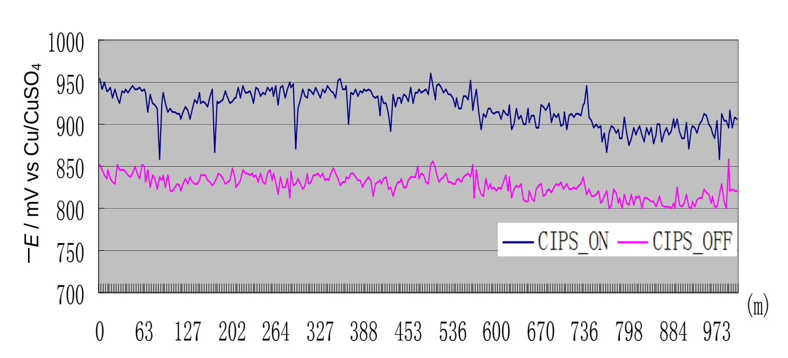


图 3 三化管道 67-68km 管段 CIPS 管地电位分布图

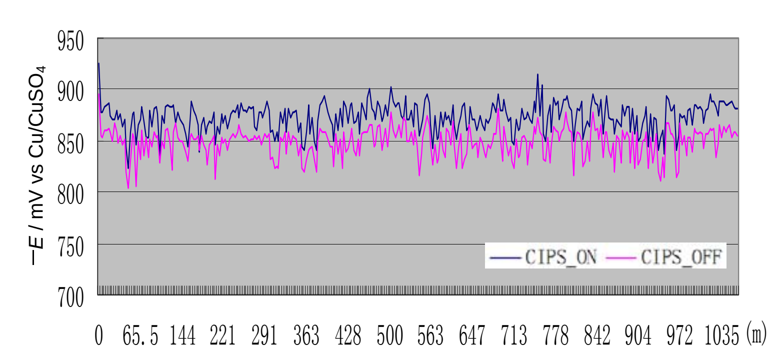


图 4 三化管道 82-83km 管段 CIPS 管地电位分布图

6. 开挖检验

参照外腐蚀直接评价(ECDA)思路，通过开挖直接评价方法确定管体腐蚀状况、验证防腐层间接检测方法的准确程度，完成管体腐蚀缺陷的程度和腐蚀原因分析。同时对测试点管道外土壤腐蚀性，防腐层状况、管道外壁腐蚀性进行测试分析。

根据间接检测结果，综合考虑防腐层缺陷大小、腐蚀活性、阴极保护状况、交直流干扰情况、土壤环境特征、与其他金属构筑物的关系及现场实际需求等，确定开挖点数量及位置优先次序准则，最终选取了6处缺陷点进行开挖检查。开挖后的直接检测内容包括：土壤腐蚀性（如土壤状况、土壤电阻率、土壤和水样品的采集化验分析等）；防腐层情况（如外观与老化情况、厚度和粘接力、缺陷尺寸、缺陷形貌、电火花检测防腐层针孔缺陷等）；管体腐蚀情况（如缺陷类型、尺寸、形貌，腐蚀产物采集等）；管体剩余强度评价所需数据（如管体腐蚀缺陷位置的剩余壁厚等）；管地电位，如通过近参比法测量开挖点的管道电位。

表 6 开挖点管道防腐层及管体腐蚀状况

开挖点 km	$E_{P/S}$ V	dB 值	Rg Ωm^2	外观腐蚀	管体外壁腐蚀	减薄量 mm
0km+ 586.17m	-1.034	31	≤0.1	防腐层 2 处大面积脱落破损，最大面积为 350×200mm。破损点防腐层老化，硬化严重，防腐层与管体缝隙积存大量溶液	大量锈蚀坑，最大坑深 0.84mm	0.84
49km+ 130.8 m	-0.802	-	≥10	芦苇根部扎进防腐层内，致使防腐层出现大量破损点，造成防腐层与钢管之间出现缝隙	大量锈蚀坑，最大坑深 0.76mm	0.76
55km+ 7.29m	-0.570	31	2.6	防腐层三处大面积脱落，最大面积为 150mm×100mm。破损点防腐层老化，硬化严重，防腐层与管道管体缝隙积存大量水溶液	大范围腐蚀锈层	0.2
65km+	-1.038	32	≤0.1	防腐层多处大面积脱落，龟裂纵向开裂，	大范围腐蚀锈	0.2

284.97m				硬化严重，防腐层与管道外壁缝隙积存大量水溶液	层，锈层面积为500×250 mm	
67km+678.25m	-0.933	33	≤0.1	防腐层局部破损，土壤介质穿透防腐层	腐蚀坑深达0.85mm	0.8
99km+45.32m	-1.077	31	≤0.1	防腐层局部破损	大面积腐蚀产物锈层	0.3

现场开挖检测发现，0km+586.17m、55km+7.29m 和 65km+284.97m 开挖点防腐层老化、破损严重：多处大面积脱落、龟裂，纵向开裂；防腐层粘结性差，剥离防腐层与管体外壁之间存积大量水，管壁出现大量锈蚀坑，最大坑深达 0.84mm。67km+678.25m 和 99km+45.32m 开挖点防腐层局部破损严重，土壤穿透防腐层，管体腐蚀坑最深处达 0.85mm。49km +130.8 m 开挖点为芦苇塘，芦苇根扎进防腐层内，造成防腐层出现剥离脱落。本次检测评价的 6 处直接检查点都发现了外防腐蚀层缺陷，表明间接检测过程有效且缺陷定位准确，综合评价过程整体有效。



图 5　Φ426 管线 65km+284.97m、67km+678.25m 和 99km+45.32m 开挖点防腐层和管体形貌照片

7. 结论及建议

（1）三化线 100.3km 管道共检测出防腐层破损点 592 处，外防护层老化、破损严重，致使沿线 36-59km、67-83km、101.8-103km 等总长度约 39.2 km的管段管地电位不能达到阴极保护-0.850V 最低电位标准，处于欠保护状态。

（2）三化管线防腐层老化并存在大量破损点，造成阴极保护不达标，建议及时修复管道防腐层破损点，并在修复完成后继续检测管道阴极保护断电电位，进行检测数据对比，为后继措施提供基础信息。

（3）建议对评估等级为4级的12189.8m防腐层进行立即修复，提高阴极保护效率；对等级为3级的6805m的防腐层进行计划修复，对等级为1级和2级防腐层要进行重点监测，暂不维修。

（4）对于防腐层老化破损严重的老管线，阴极保护有效性评价时，建议采用100mV极化准则。建议结合管线外环境腐蚀性、防腐层完好状况，阴极保护状况以及与选取的开挖点直接验证结果相对比，对检测到的管线防腐层破损点进行针对性分析，并据此制定管道的维护、维修方案和预防措施。

参考文献

[1]陈敬和, 管道外腐蚀直接评价技术, 油气储运 2011, 30(7):523

[2]李明, 王晓霖, 乔国春, 刘思良, 陈天民. 天然气长输管道外腐蚀直接评价的实践. 材料保护，2015，48(8):70

[3] NACE SP 0502-2010, Pipeline external corrosion direct assessment methodology[S]. 2010.

[4]薛吉明, 天然气长输管道外腐蚀直接检测评价技术与应用. 腐蚀与防护, 2014,35(2): 189

[5]陈德胜, 龙媛媛, 王遂平等. DCVG+CIPS技术在净化油长输管道外检测中的应用. 油气储运, 2012, 31(8): 615

[6] SY/T 0087.1－2006钢质管道及储罐腐蚀评价标准--埋地钢质管道外腐蚀直接评价[S]. 北京: 石油工业出版社, 2006

[7] 涂明跃, 葛艾天. 陕京管道外腐蚀直接评价(ECDA)实践. 腐蚀与防护, 2007, 28(7): 369

[8] GB/T19285-2014 埋地钢质管道腐蚀防护工程检验 [S]

[9] SY/T 0420-97埋地钢质管道石油沥青防腐层技术标准 [S], 北京: 石油工业出版社, 1997

[10] 翁永基, 闫茂成, 李相怡. 断电法消除管道阴极保护电位 IR 降的研究, 油气储运, 2002,21(5):30